

Рис.4 Результат интерпретации ГИС

Выводы:

1. Для получения наиболее четкой картины для отложений уфимского яруса необходимо использование всего доступного комплекса геофизических данных;
2. Комплекс ГК-НК, характерный для транзитных скважин, неинформативен;
3. Минимальный комплекс ГИС должен включать в себя методы ПС и УЭС;
4. Вскрытие терригенных отложений должно производиться на растворах, не оказывающих пагубного влияния на запись кривых ПС и электрометрии.

Литература

1. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 13–25.
2. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 13–25.

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОПУЩЕННЫХ НИЗКООМНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ НА КИЕВ-ЁГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.С. Голов

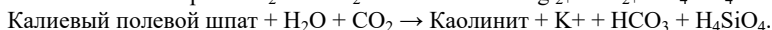
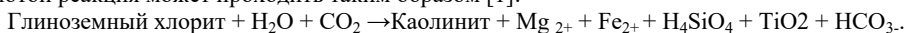
Научный руководитель профессор И.А. Мельник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема, связанная с низкоомными коллекторами на месторождениях Западной Сибири, стала актуальной уже с 80-х годов прошлого века. С того времени многие УВ насыщенные интервалы не испытывались и при подсчете запасов просто не учитывались. За последние годы было опубликовано много работ по выявлению низкоомных коллекторов в терригенных и карбонатных пластах. Наибольших успехов в данной области достиг И.А. Мельник, разработавший методику статистической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Рассмотрим принцип методики статистической интерпретации материалов ГИС при вычислении интенсивностей наложено-эпигенетических процессов. Согласно определению, данному Б. А. Лебедевым, процесс наложенного эпигенеза – это геохимические и литолого-петрофизические изменения пород, вызываемые поступлением флюидов из внешних источников [1]. Эти изменения реализуются в результате поступления глубинных флюидов в коллектор по субвертикальным проницаемым зонам. Таким образом, мигрирующие по трещинам и разломам земной коры флюиды могут оставлять значительный геохимический «след наложенного эпигенеза» в коллекторах фундамента и осадочного чехла. Данный «след» в песчаных отложениях можно зафиксировать при следующих корреляционных связях. Отрицательная зависимость содержания железа от УЭС породы характерны для пиритов, положительная зависимость глинистости с пористостью породы для вторичных каолинитов. Отрицательная регрессия содержания калия с УЭС породы наблюдается в случае вторичных пелитов; положительная регрессия карбонатов с макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов (МСП) породы при увеличении карбонатизации песчаника – вторичные карбонаты [2, 3].

Процессы наложенного эпигенеза вносят изменения не только в геохимический состав породы, но и в ее фильтрационно-емкостные свойства. Например, при поступлении глубинных флюидов с растворенной углекислотой реакция может проходить таким образом [1]:



СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

Каолинитизация глинистых минералов приводит к растворению заполняющего поры цемента и матричного алюмосиликата, в результате чего происходит увеличение проницаемости в несколько раз и повышение емкости коллектора на 2-3%.

В процессе углекислотного метасоматоза калиевые полевые шпаты пелитизируются с последующим образованием каолинитов, гидрослюд и свободных ионов, при этом ионы калия диффундируют в поверхностный глинистый слой, повышая тем самым плотность зарядов двойного электрического слоя (ДЭС) и электрическую проводимость породы. В свою очередь, наибольшей площадью сорбционной поверхности и емкостью катионного обмена обладает группа глинистых минералов (сметиты) образующихся в слабощелочной среде в процессе гидролиза, в результате последующего ошелачивания глубинных кислых гидротерм [5]. Таким образом, если между УЭС исследуемого интервала и содержанием калия наблюдается отрицательная регрессия, то с большой уверенностью можно судить о вторичной пелитизации. С увеличением интенсивности процесса пелитизации увеличивается содержание вторичных пелитов в песчаниках.

Если эпигенетический процесс является причиной одновременного изменения двух (и более) исследуемых характеристик породы, то статистические параметры корреляционных зависимостей между выборками данных характеристик будут отражать влияния интенсивностей процессов на породу. К таким параметрам относят коэффициент аппроксимации (R^2) и интервальный параметр (Y). Произведение статистических параметров $I=YR^2$ назовем параметром статистической интенсивности вторичных процессов, выражающим как качественную (R^2), так и количественную (Y) меры статистических регрессионных связей [4]. Также введем параметр скрытой электрической проводимости – Q.

В данной статье рассматривается возможность применения технологии статистической интерпретации материалов ГИС старого фонда, с целью повышения эффективности выявления нефтенасыщенных коллекторов в меловых и юрских отложениях на Киев-Ёганском месторождении Томской области, находящемся в северной части Усть-Тымской впадины. С этой целью была выполнена статистическая интерпретация данных ГИС 43 водонасыщенных и 37 нефтенасыщенных песчаных интервалов скважин Томской области, в которых были проведены испытания. Было проведено усреднение интенсивностей (табл.1).

Таблица 1

Результаты статистической интерпретации ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов

Насыщение	Икаол, усл.ед.	Икарб, усл.ед.	Ипирит, усл.ед.	Ипелит, усл.ед.	Q, усл.ед.
Вода	0,129	0,191	0,247	0,152	0,355
Нефть	0,169	0,162	0,297	0,166	0,435
Нефть/Вода	1,308	0,845	1,201	1,087	1,225

Анализ данных таблицы показывает увеличение практически всех интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных. Это является подтверждением связи исследуемых вторичных преобразований с углеводородами. Параметр интенсивности каолинитизации является наиболее показательным (в нефтенасыщенных интервалах на 30% выше) и может использоваться для поиска продуктивных интервалов. Построены интегральные кривые сопоставления интенсивностей каолинитизации в нефте- и водонасыщенных интервалах, испытанных скважин (рис.).

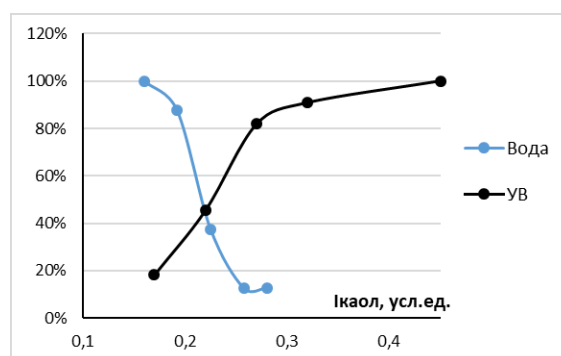


Рис. Интегральные кривые сопоставления интенсивностей каолинитизации в нефте- и водонасыщенных интервалах

Анализ рис.1 позволяет выбрать наиболее перспективные интервалы с точки зрения повышенной вероятности выявления УВ насыщенных пластов. Граничное значение для данного параметра $I_{каол} > 0,22$ усл.ед., при это вероятность того, что при таких значениях интервал окажется УВ насыщенным равна 78%. Но чтобы из этих интервалов потом выделить именно низкоомные, нужно воспользоваться еще одним параметром Q, который отражает скрытую электрическую проводимость. Как видно из той же таблицы его величина в УВ интервалах на 22% выше чем водоносных. Граничные значения этого параметра будет $Q > 0,59$ усл.ед., при 70% достоверности. Итак, выбранные граничные значения параметров Икаол, Q являются критерием и индикатором УВ насыщенности низкоомных коллекторов на данной территории Томской области.

Теперь с целью выявления низкоомных продуктивных интервалов на Киев-Ёганском месторождении был проведен статистический анализ 146 интервалов в 6 скважинах. После чего произведена фильтрация величин интенсивностей согласно выявленным граничным значениям (табл.2).

Таблица 2

Перспективные интервалы Киев-Ёганского месторождения

Скважина	Пласт	Интервал, м		Икаол, у.ед.	Икарб, у.ед.	Ипир, у.ед.	Ипел, у.ед.	Q, у.ед.
		начало	конец					
359	Ю1 ¹	2554	2559	0,45	0,14	0,32	0,37	1,09
360	ПК ₁₄	1562	1566	0,39	0,12	0	0,4	0,73
360	ПК ₁₃	1523	1529	0,36	0	0,31	0,19	0,74
355	Б ₂	1989	1994	0,25	0	0,41	0	0,64

По результатам статистической обработки данных ГИС на Киев-Ёганском месторождении были выявлены 4 перспективных, с точки зрения УВ насыщенности, интервалов. Таким образом, данная технология открывает новые перспективы прироста запасов УВ сырья.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
2. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 2016. – 146 с.
3. Мельник И. А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири // Геофизика. – 2012. – № 1. – С. 31–35.
4. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 129-136.
5. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.

**ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕЖИМЫ БАЖЕНОВСКОЙ,
МАРЬЯНОВСКОЙ И МАКСИМОЯРСКОЙ СВИТ**

Е.И. Глушан

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Истощение разрабатываемых запасов углеводородов (УВ) требует неотложных мер для открытия новых залежей, а отсутствие финансирования на поиски и разведку обязывает пересматривать уже имеющуюся геолого-геофизическую информацию с помощью новых технологий.

В данной статье представлены итоги исследования палеотемператур изохронных (волжский век J₃) баженовской, марьяновской и максимоярской свит. Известно, что нефтепроизводящей свитой для верхнеюрских и меловых отложений является баженовская свита, сформированная в глубоководных (400 м) условиях, сложенная битуминозными аргиллитами с сапропелевым типом рассеянного органического вещества (РОВ). Также известно (палеогеографические построения), что с запада на восток Томской области морская обстановка сменялась переходной (мелководной) и здесь накапливались отложения марьяновской свиты (200 м), переходящей в максимоярскую – до 60 м, сформированную в континентальных условиях.

В западной части области кремнисто-глинистые породы баженовской свиты к востоку замещаются обычными пластичными аргиллитами марьяновской свиты, а затем песчано-глинисто-алевритистыми породами максимоярской свиты. Баженовская свита имеет самый высокий генерационный потенциал отложений среди аналогов [4], соответственно 1-3 и 0,3-0,5 %. Высокая битуминозность баженовской свиты определяет высокие значения по КС (на диаграммах стандартного каротажа характеризуется значениями КС в среднем 200 Ом·м). В разрезах скважин с отмеченными признаками нефти значения этого показателя возрастают (до 900 Ом·м). Показания ГК, в среднем составляет 80 γ. По мере замещения этих отложений изохронными аналогами (марьяновская и максимоярская свиты) значения этих показателей существенно понижаются: для марьяновской свиты КС < 20-25 Ом·м и естественная радиоактивность < 30 γ, далее на восток меняются незначительно.

Для изучения палеотемпературного режима вышеперечисленных свит были выбраны 4 скважины (3 Парабельская – 81 Северо-Колпашевская – 430 Мартовская – 1 Максимоярская), составляющие профиль субширотного направления, расположенный в пределах правобережья р. Обь Томской области.

Исследование проведено методом палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования с помощью программы Tephlograph [1].

Установлено [2], что вековой ход температур земной поверхности оказывает влияние на термический режим материнских отложений и учет этого фактора заложен в программе Tephlograph, с помощью которой